

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| «Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости» |

УДК 622.691.4-049.32

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 3-2Б6А | Гофман А. А. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Чухарева Н.В. | к.х.н., доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------|-----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН ШБИП ТПУ | Клемашева Е. И. | к.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ООД | Гуляев М. В. | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н. | | |

Томск – 2021г.

Планируемые результаты обучения ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|---|---|
| Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» | | |
| P1 | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2) |
| P2 | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6) |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P3 | Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства. | ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23 |
| P4 | Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды. | ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22 |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P5 | Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов | ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20 |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| P6 | Эффективно использовать любой имеющийся | ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; |

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|---|--|
| | арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность | ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы | ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |
| P8 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности | ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |
| Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» | | |
| P9 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов» |
| P10 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа» |
| P11 | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, |

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---------------------------|---|---|
| | данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа». |

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

(Подпись)

(Дата)

Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

В форме:

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

| | |
|--------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б6А | Гофман Артему Алексеевичу |

| | |
|--|---------------------|
| «Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 05.02.2021 №36-77/с |

31.05.2021

5

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор 2. Характеристика объекта и технические решения по диагностированию магистрального газопровода 3. Обоснование выбора метода ремонта 4. Расчеты магистрального газопровода 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность |
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | -Типовая технологическая схема запасовки, запуска и приёма оборудования |
| <p>Консультанты по разделам бакалаврской работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p> | |
| Раздел | Консультант |
| Литературный обзор Объект и методы исследования Расчет магистрального газопровода | Чухарева Наталья Вячеславовна |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. | Клемашева Елена Игоревна |
| Социальная ответственность | Гуляев Милий Всеволодович |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> | |
| РЕФЕРАТ | |

| | |
|--|-----------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 9.12.2020 |
|--|-----------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------|---------|-----------|
| Доцент | Чухарева Наталья Вячеславовна | к.х.н., доцент | | 9.12.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|-----------|
| 3-2Б6А | Гофман Артем Алексеевич | | 9.12.2020 |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|---------------------------|
| 3-2Б6А | Гофман Артему Алексеевичу |

| Школа | Природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | Нефтегазовое дело |
|---------------------|--------------------|---------------------------|--|
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|--|
| Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Бюджет проекта – не более 6720586 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 95140 руб. |
| Нормы и нормативы расходования ресурсов | Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 30%; |
| Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Определение потенциального потребителя результата исследования, SWOT-анализ, определение возможных альтернатив проведения научных исследований. |
| Планирование и формирование бюджета научных исследований | Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости работы, расчет бюджета. |
| Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | 1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Календарный план-график

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 16.02.2021 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------|--------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОСГН ШБИП ТПУ | Клемашева Елена Игоревна | к.э.н. | | 16.02.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 3-2Б6А | Гофман Артем Алексеевич | | 16.02.2021 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|---------------------------|
| 3-2Б6А | Гофман Артему Алексеевичу |

| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | ОНД |
|---------------------|-------------|---------------------------|----------------------------------|
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01. «Нефтегазовое дело» |

Тема ВКР:

| «Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости» | |
|--|--|
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. | <p>Объектом исследования является: «Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости».</p> <p>Область применения: поддержание длительного эксплуатационного ресурса трубопроводов для перекачки природного газа.</p> <p>Основным рабочим местом при производстве работ являются полевые условия.</p> <p>Вещество – природный газ (метан).</p> <p>Работы будут производиться в дневное время суток.</p> <p>Проведение анализа опасных и вредных факторов. Разработка мероприятий по их устранению.</p> <p>Рассмотрение вопросов по электробезопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях и правовые и организационные вопросы.</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>1. Трудовой кодекс РФ.</p> <p>2. СТО Газпром 14-2005[29]</p> <p>3. ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"</p> <p>4. СНиП III-42-80.</p> |

| | |
|---|--|
| 2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | 1. Превышение уровня шума. 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3.Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте. 4.Недостаточная освещённость рабочей зоны. |
| 3. Экологическая безопасность: | Выброс газа в атмосферу. Воздействие на плодородный слой почвы. Не допускать слив воды и других веществ в реки и озера. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | Пожар или взрыв на рабочем месте. |

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 17.02.2021 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Гуляев Милий Всеволодович | | | 17.02.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 3-2Б6А | Гофман Артем Алексеевич | | 17.02.2021 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 31.05.2021г. |
|--|--------------|

| Дата Контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 20.12.2020 | Введение | 9 |
| 28.12.2020 | Обзор литературы | 8 |
| 18.01.2021 | Характеристика объекта исследования | 8 |
| 20.02.2021 | Технология обследования трубопровода | 8 |
| 28.02.2021 | Анализ результатов ВТД | 8 |
| 04.03.2021 | Расчёты магистрального газопровода | 8 |
| 21.03.2021 | Выбор метода ремонта | 8 |
| 23.04.2021 | Основные этапы проведения ремонтных работ | 8 |
| 15.05.2021 | Финансовый менеджмент | 9 |
| 17.05.2021 | Социальная ответственность | 9 |
| 25.05.2021 | Заключение | 8 |
| 31.05.2021 | Презентация | 9 |
| | Итого | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|-----------|
| Доцент | Чухарева Н.В. | к.х.н., доцент | | 9.12.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|-----------|
| Доцент | Брусник О.В. | к.п.н. | | 9.12.2020 |

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: магистральный газопровод, дефект, диагностика, безопасность, надежность.

Объектом исследования является: газопровод-отвод «г. Томск, ГРС-1 - химкомбинат» которому нужно выбрать метод ремонта на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости.

Надежная, бесперебойная и безопасная транспортировка природного газа по магистральным газопроводам потребителям, зависит от своевременного проведения технического обслуживания, капитального или выборочного ремонта оборудования, так же своевременное выполнение ремонта действующего газопровода необходимо для повышения его эксплуатационных качеств.

Цель работы: разработка рекомендаций по восстановлению несущей способности газопровода-отвода.

Для поставленной цели определены **задачи**:

1. Проведение литературного обзора по тематике ВКР.
2. Классификация дефектов газопровода-отвода на основе данных ВТД и определение параметров ремонтируемого участка.
3. Расчет прочностных характеристик газопровода-отвода с учетом изменения состояния газопровода на момент проведения ВТД.
4. Описание технологии устранения обнаруженных дефектов и восстановления несущей способности трубопровода.
5. Технико-экономическое обоснование выбранного технического решения.

Значимость работы – технология проведения безопасных ремонтных работ.

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Реферат | | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | Листов |
| Консульт. | | | | | | | | 11 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | 96 |
| | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А | | | |

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

Дефект - неисправность, возникшая в конструкции на стадии ее изготовления, транспортировки, монтажа или эксплуатации.

Капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности, полного или близкого к полному восстановлению ресурса Объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, без изменения основных технических характеристик объекта (площадь, длина (протяженность, высота).

Диагностика трубопроводов – получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

Трубопровод магистральный - единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

Авария - Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

| | | | | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|--|------------------------------|------|--------|----|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки | | | Лит. | Лист | Листов | |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | | | 12 | 96 |
| Консульт. | | | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ¹² | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |

Сокращения

| Принятое сокращение | Расшифровка сокращения |
|---------------------|--|
| ВТД | Внутритрубная диагностика |
| ВИК | Визуально-измерительный контроль |
| ДДК | Дополнительный дефектоскопический контроль |
| МГ | Магистральный газопровод |
| НК | Неразрушающий контроль |
| НТД | Нормативно-технический(е) документ(ы) |
| СТО | Стандарт организации |
| РД | Руководящий документ |
| ГОСТ | Государственный стандарт |
| СНиП | Строительные нормы и правила |
| СДТ | Соединительные детали трубопровода |
| ППР | Проект производства работ |
| РФ | Российская Федерация |
| ЛЧ | Линейная часть |
| ПРТ | Профилемер рычажный трубный |

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
2. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*;
3. ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
4. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;
5. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
6. СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;
7. ОСТ 51.81.-82 «Охрана труда в газовой промышленности»;
8. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
9. ВРД 39-1.14-021-2001 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»;
10. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 «Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования»;
11. СТО Газпром 2-2.4-715-2013 Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------------|
| | | | | | Нормативные ссылки | Лист 14 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Оглавление

| | |
|---|-----------|
| Введение..... | 17 |
| 1.Обзор литературы..... | 19 |
| 2. Характеристика объекта исследования..... | 27 |
| 2.1 Инженерно-геологические условия..... | 28 |
| 2.2 Метеорологические и климатические условия..... | 28 |
| 3. Диагностика магистральных трубопроводов..... | 29 |
| 3.1 Основные направления диагностических работ..... | 29 |
| 3.2 Технология обследования трубопровода..... | 30 |
| 3.2.1 Интеллектуальные снаряды-дефектоскопы | 31 |
| 3.2.2 Профилемер..... | 32 |
| 3.2.3 Дефектоскопы магнитные: продольного и поперечного намагничивания..... | 33 |
| 3.2.4 Схема запасовки, запуска и приёмки оборудования..... | 37 |
| 3.2.5 Последовательность технологических операций по запасовке и запуску ВИП через узел запуска..... | 37 |
| 3.2.6 Последовательность технологических операций по приему ВИП через узел приема..... | 39 |
| 3.3 Анализ полученных диагностических данных..... | 40 |
| 3.4 Выбор технического решения направленного на восстановление несущей работоспособности..... | 41 |
| 4. Технологические расчёты газопровода-отвода | 41 |
| 4.1 Алгоритм расчёта..... | 42 |
| 5. Технология проведения работ | 45 |
| 5.1 Подготовительный этап проведения ремонта..... | 45 |
| 5.2 Земляные работы..... | 46 |
| 5.3 Огневые работы..... | 50 |
| 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | 52 |
| 6.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 52 |
| 6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования..... | 53 |
| 6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 54 |

| | | | | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|--|----------------|------|--------|----|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Оглавление | | | Лит. | Лист | Листов | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | | | | | | 15 | 95 |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А | | | |

| | |
|---|-----------|
| 6.1.3 SWOT-анализ..... | 54 |
| 6.2 Планирование научно-исследовательских работ..... | 57 |
| 6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования..... | 57 |
| 6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ..... | 58 |
| 6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования..... | 59 |
| 6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)..... | 61 |
| 6.3.1 Расчет материальных затрат НТИ..... | 61 |
| 6.3.2 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы..... | 62 |
| 6.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)..... | 66 |
| 6.3.4 Накладные расходы..... | 66 |
| 6.3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.... | 67 |
| 6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..... | 68 |
| 6.4.1 Определение финансовой и ресурсной эффективности..... | 68 |
| 7. Социальная ответственность..... | 71 |
| 7.1 Производственная безопасность..... | 71 |
| 7.2 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению.. | 71 |
| 7.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению..... | 75 |
| 7.4 Пожарная и взрывная безопасность..... | 84 |
| 7.5 Экологическая безопасность..... | 87 |
| 7.6 Безопасность при чрезвычайных ситуациях..... | 89 |
| 7.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 92 |
| Заключение..... | 94 |
| Список используемых источников..... | 95 |

Введение

Актуальность ВКР. Исключение возникновения аварийных ситуаций на газопроводе-отводе для обеспечения нормального и бесперебойного функционирования объектов [REDACTED] [REDACTED] с минимальными затратами времени и средств.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка мероприятий по оценке и восстановлению несущей способности газопровода-отвода.

Для поставленной цели определены **задачи**:

1. Проведение литературного обзора по тематике ВКР.
2. Классификация дефектов газопровода-отвода на основе данных ВТД и определение параметров ремонтируемого участка.
3. Расчет прочностных характеристик газопровода-отвода с учетом изменения состояния газопровода на момент проведения ВТД.
4. Описание технологии устранения обнаруженных дефектов и восстановления несущей способности трубопровода.
5. Техничко-экономическое обоснование выбранного технического решения.

Объект исследования – газопровод–отвод: «Г. [REDACTED], [REDACTED]–[REDACTED]».

Предмет исследования – обеспечение бесперебойной поставки природного газа потребителю в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Практическая значимость - результаты данной работы могут быть использованы для оценки состояния магистрального трубопровода, а также выбора метода его ремонта для повышения надёжности и безаварийной эксплуатации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------|------|
| | | | | | Введение | Лист |
| | | | | | | 177 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1. Обзор литературы

В настоящее время мероприятия по ремонту трубопроводов различных классов регламентированы рядом нормативных документов, которые определяют правила по производству ремонта, использованию необходимых материалов и оборудования, а также рассматривают вопросы по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.

Обеспечение эксплуатационной надежности ЛЧ МГ достигают комплексом организационных и технических мероприятий, направленных на поддержание работоспособного состояния ЛЧ МГ и реализуемых в рамках централизованной системы диагностического обслуживания ЛЧ МГ ОАО «Газпром».

Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (Правила эксплуатации магистральных газопроводов). Техническое диагностирование МГ осуществляют на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации (за исключением периода ликвидации) [7]. В течение первого года эксплуатации вновь построенных газопроводов ЭО организует проведение внутритрубного диагностирования с целью определения пространственного положения газопроводов, выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств.

Основными задачами ПОЭ в области контроля и диагностирования технического состояния ЛЧ МГ являются:

- планирование диагностических работ;
- организация подготовки ЛЧ МГ к проведению диагностических работ;
- контроль за выполнением диагностических работ;

| | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|--|----------------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Обзор литературы | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В. | | | | | Листов |
| Консульт. | | | | | | | 18 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | 95 |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А | |
| | | | | | | | 18 |

- анализ технического состояния ЛЧ МГ и разработка предложений по ремонту и реконструкции по результатам диагностических обследований;

- внесение информации о результатах диагностических работ в корпоративный банк данных ОАО «Газпром».

Для контроля технического состояния ЛЧ МГ применяют следующие основные способы диагностирования:

- внутритрубное диагностирование, предназначенное для обнаружения дефектов в теле трубы и в сварных соединениях, контроля геометрии трубы и геодезического позиционирования;

- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации газопроводов (шурфование), специальных обследований;

- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;

- приборное и водолазное обследование подводных переходов;

- обследование газопроводов с приложением контрольных нагрузок.

1.1. Классификация и виды дефектов труб

Одной из основных причин снижения надежности газопровода является образование и накопление дефектов на трубе. Любые отклонения от нормативных документов, начиная от нарушения проходного сечения и заканчивая царапинами, будут считаться дефектами и в дальнейшем могут привести к аварии на газопроводе.

Согласно инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов и СТО Газпром 2-2.4-715-2013 [11], выделяют следующие дефекты на МГ:

1. Поверхностные дефекты основного металла;
2. Внутренние дефекты основного металла;
3. Поверхностные дефекты заводских сварных швов;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------------|
| | | | | | Обзор литературы | Лист 19 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

4. Внутренние дефекты заводских сварных швов;
5. Дефекты геометрии заводских сварных швов;
6. Дефекты геометрии труб и СДТ.

1.2. Поверхностные дефекты основного металла

Поверхностные дефекты основного металла возникают: при прокате листов, при изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке и монтаже труб и СДТ, при хранении и эксплуатации труб и СДТ. К ним относят:

Волосовина: дефект поверхности в виде нитевидных несплошностей в металле, образовавшихся при деформации имеющихся в нем неметаллических включений.

Слиточная плена: дефект поверхности в виде отслоения языкообразной формы, частично соединенного с основным металлом, образовавшегося от раската окисленных брызг, заплесков и грубых неровностей поверхности слитка, обусловленных дефектами внутренней поверхности изложницы.

Раскатанная трещина: дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, образовавшийся при раскатке продольной или поперечной трещины слитка или литой заготовки.

Прокатная плена: дефект поверхности, представляющий собой отслоение металла языкообразной формы, соединенное с основным металлом одной стороной, образовавшееся вследствие раскатки рванин, подрезов, следов глубокой зачистки дефектов или сильной выработки валков, а также грубых механических повреждений.

Трещина напряжения: дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, идущий вглубь под прямым углом к поверхности, образовавшийся вследствие напряжений, связанных со структурными превращениями или неравномерным нагревом и охлаждением.

Подрез: дефект поверхности в виде продольного углубления, расположенного по всей длине или на отдельных участках поверхности

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
| | | | | | Обзор литературы | Лист |
| | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

проката и образовавшегося вследствие неправильной настройки привалковой арматуры или одностороннего перекрытия калибра.

Закат: дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза, грубых следов зачистки и глубоких рисок.

Риска: дефект поверхности в виде канавки без выступа кромок с закругленным или плоским дном, образовавшийся от царапания поверхности металла изношенной прокатной арматурой.

Надрыв: дефект поверхности в виде поперечных несквозных разрывов на тонких листах, образующихся при прокатке в местах забоин, углублений от зачистки, раскатанных загрязнений и окалины.

Продир: дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования.

Царапина: дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировании металла.

Забоина: дефект поверхности, появляющийся в результате динамического взаимодействия поверхности трубы с твердым телом, имеющим острые края, без касательного по отношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела трубы.

1.3 Внутренние дефекты основного металла

Внутренние дефекты основного металла возникают при производстве литых заготовок. К ним относят:

Горячая трещина: дефект в виде разрыва или надрыва тела отливки усадочного происхождения, возникшего в интервале температур

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
| | | | | | Обзор литературы | Лист |
| | | | | | | 21 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

затвердевания.

Холодная трещина: дефект в виде разрыва тела затвердевшей отливки вследствие внутренних напряжений или механического воздействия.

Межкристаллическая трещина: дефект в виде разрыва тела отливки при охлаждении отливки в форме на границах первичных зерен аустенита в температурном интервале распада.

Газовая раковина: дефект в виде полости образованной выделившимися из металла или внедрившимися в металл газами. Ситовидная раковина: дефект в виде удлиненных тонких раковин, ориентированных нормально к поверхности отливки вызванных повышенным содержанием водорода в кристаллизующемся слое.

Усадочная раковина: дефект в виде открытой или закрытой полости с грубой шероховатой иногда окисленной поверхностью, образовавшейся вследствие усадки при затвердевании металла.

Металлическое включение: дефект в виде инородного металлического включения, имеющего поверхность раздела с отливкой.

Неметаллическое включение: дефект в виде неметаллической частицы, попавшей в металл механическим путем или образовавшейся вследствие химического взаимодействия компонентов при расплавлении и заливке металла.

Ликвация: дефект в виде местных скоплений химических элементов или соединений в теле отливки, возникших в результате избирательной кристаллизации при затвердевании.

Флокен: дефект в виде разрыва тела отливки под влиянием растворенного в стали водорода и внутренних напряжений, проходящего полностью или частично через объемы первичных зерен аустенита.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|----|------|
| | | | | | Обзор литературы | 22 | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 22 |

1.4. Поверхностные дефекты заводских сварных швов

Поверхностные дефекты заводских сварных швов возникают при изготовлении заготовок труб и СДТ. К ним относят:

Трещина: дефект в виде разрыва в основном металле, сварном шве и (или) прилегающих к нему зонах.

Микротрещина: трещина сварного соединения, обнаруженная при пятидесятикратном и более увеличении.

Раковина: дефект в виде полости или впадины, образованный при усадке металла шва в условиях отсутствия питания жидким металлом.

Пора: дефект сварного шва в виде полости округлой формы, заполненной газом.

Свищ в сварном шве: дефект в виде воронкообразного углубления в сварном шве.

Поверхностное окисление сварного шва: дефект в виде окалины или пленки окислов на поверхности сварного соединения.

Подрез зоны сплавления: дефект в виде углубления по линии сплавления сварного шва с основным металлом.

Брызги металла: дефект в виде затвердевших капель на поверхности сварного соединения.

1.5. Внутренние дефекты заводских сварных швов

Внутренние дефекты заводских сварных швов возникают при изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации. К ним относят:

Непровар (несплавление): дефект в виде несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок или поверхностей ранее выполненных валиков сварного шва.

Шлаковые включения: дефект в виде вкрапления шлака в сварном шве.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|----|------|
| | | | | | Обзор литературы | 23 | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| | | | | | | | 23 |

Аномалия: участок сварного шва, на котором зарегистрированы показания приборов или имеются визуальные признаки, свидетельствующие о возможности наличия дефектов.

1.6. Дефекты геометрии заводских сварных швов

Дефекты геометрии заводских сварных швов возникают при изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации. К ним относят:

Вогнутость корня шва: дефект в виде углубления на поверхности обратной стороны сварного одностороннего шва.

Наплыв на сварном соединении: дефект в виде натека металла шва на поверхность основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ним.

Смещение кромок: несовпадение уровней расположения внутренних и (или) наружных поверхностей свариваемых (сваренных) деталей в стыковых сварных соединениях.

1.7. Дефекты геометрии труб и СДТ

Дефекты геометрии труб и СДТ возникают при изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации. К ним относят:

Вмятина: нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубы сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

Гофр: нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при её изгибе в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|----|------|
| | | | | | Обзор литературы | 24 | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 24 | |

Овальность: дефект в виде сужения сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра D_n к номинальному измеренному наружному диаметру d составляет 2% и более.

1.8. Категории дефектов

Аномалии категории (а): Дефекты, подлежащие наружному осмотру в кратчайшие сроки, – трубопровод с такими аномалиями находится в предаварийном состоянии.

Аномалии категории (b): Дефекты, подлежащие наружному обследованию в рамках плановых мероприятий, – эти аномалии потенциально могут быть причиной аварии.

Аномалии категории (с): Аномалии, допустимые к эксплуатации без проведения обследования, – данные аномалии не должны привести к аварии до следующей инспекции.

1.9. Виды ремонта

Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [8] к капитальному ремонту относят:

- замену труб или участков газопроводов, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- замену участков газопроводов в связи с изменением их категорийности;
- замену защитного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;
- устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностирования (ВТД, электрометрические обследования и др.);

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------|----|------|
| | | | | | Обзор литературы | 25 | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 25 |

- прокладку газопровода параллельно участку, подлежащему ремонту с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы.

Ещё совсем недавно ремонт газопровода проводили без ВТД, трубопровод эксплуатировался 30 лет, а после этого его демонтировали и параллельно прокладывали новую нитку. Благодаря ВТД мы находим дефектные участки газопровода и проводим выборочный ремонт участка, это позволяет снизить затраты на капитальный ремонт.

2. Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбран газопровод-отвод г. Томск, ГРС-1 / г. Томск, химкомбинат, территориально расположенный вблизи г. [REDACTED]. Эксплуатирующая организация [REDACTED] ([REDACTED]). Протяжённость данного участка 15 км. Газопровод построен в [REDACTED] году. Данный газопровод имеет диаметр 530 мм, рабочее давление [REDACTED] МПа и расход $48,7 \cdot 1000 \text{ м}^3/\text{час}$.

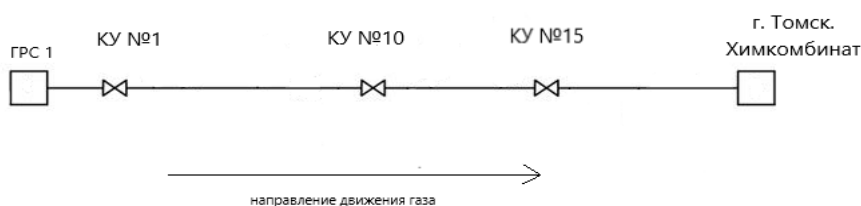


Рис. 1. Схема газопровода-отвода

| | | | | | | | | |
|------------|---------------|----------|---------|------|--|------------------------------|------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | Гофман А.А. | | | | Характеристика объекта исследования | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Чухарева Н.В. | | | | | | 26 | 95 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ²⁶ | | |
| Рук-ль ООП | Брусник О.В. | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

2.1 Инженерно-геологические условия

Характер территории – равнинный, высотные отметки на данной местности не превосходят отметки в 150 м. Среди почв можно выделить суглинки переменных консистенций, начиная от твёрдого до туго пластичного, реже мягко пластичного.

2.2 Метеорологические и климатические условия

Климат района резко – континентальный. Зима – длинная и холодная, отмечается сильное понижение температуры, достигающее до минус 40 °С. Наиболее холодным месяцем является январь, средняя температура которого составляет минус 20 °С. Лето короткое и теплое, средняя температура составляет плюс 18 °С. В зимнее время над территорией циркулирует область повышенного давления в качестве отрога сибирского антициклона. Летом район находится под воздействием области пониженного давления. Таким образом, над рассматриваемой территорией, как летом, так и зимой преобладают континентальные воздушные массы, что ведёт к повышению температуры воздуха летом и понижению её зимой. Весеннее – осенние сезоны коротки, с резким колебанием температуры.

Характеристика главных гидрометеорологических элементов приводится по данным метеостанции в г. ████████.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 1.5°С.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта исследования | Лист |
| | | | | | | 27 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3. Диагностика магистральных трубопроводов

3.1. Основные направления диагностических работ

На каждый газопровод на основании результатов анализа технической документации разрабатывается индивидуальная программа диагностирования (табл. 1).

Таблица 1 - Структурная схема диагностических работ на МГ

| Основные направления диагностических работ МГ | | | |
|--|---|--|--|
| Обнаружение дефектов геометрии и нарушения сплошности стенки трубы | Обследование состояния изоляционного покрытия и средств ЭХЗ | Выявление утечек газа | Обнаружение дефектов геометрии и нарушения сплошности стенки трубы |
| Обследование трубопроводной арматуры | Обследование структурных элементов МГ | Оценка НДС | Обследование ГРС |
| Способы технического диагностирования МГ | | | |
| Внутритрубая диагностика | Наземные обследования | Обследования МГ в шурфах | Авиа-воздушное обследование |
| Основные методы обследования | | | |
| Магнитные, ультразвуковые и другие методы обнаружения потери металла | Электрометрия | Ультразвуковой, магнитный, акустический и др. методы дефектоскопии | Тепловая, инфракрасная, лазерная, радиолокационная съёмка |
| | Магнитометрия | | |
| Магнитные, ультразвуковые и другие методы обнаружения потери металла | Радиолокация | Толщинометрия, твердометрия, методы исследования хим состава и структуры | Лазерные и тепловые методы обнаружения утечек газа |

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|--|------------------------------|------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Диагностика магистральных трубопроводов | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Чухарева Н.В. | | | | | 28 | 95 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ₂₈ | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

3.2. Технология обследования трубопровода

Перед проведением обследования нужно провести следующие подготовительные работы:

- проверка работы запорной арматуры;
- проверка работы концевых затворов камер запуска и приёма, узлов их обвязки;
- установка маркеров (только для постоянных маркеров).

Основные технологические этапы диагностического обследования линейных участков магистральных трубопроводов:

- Подготовка участка трубопровода к обследованию (очистка, проверка проходимости участка, предварительное намагничивание).
- Инспекция трубопровода внутритручными снарядами-дефектоскопами.
- Обработка, интерпретация и представление результатов инспекции (включая рекомендации по срокам наружного обследования выявленных дефектов).

Внутритрубное обследование участка снарядами-дефектоскопами может включать два компонента:

1) Профилеметрия:

- контроль формы поперечного сечения труб по длине трассы (выявляются местные искажения сечения типа овальности, вмятин, гофров);
- определение наименьших радиусов изгиба и мест сужения трубопровода.

2) Дефектоскопия:

- контроль основного металла стенок труб;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика магистральных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- контроль сварных соединений труб.

При профилометрии и дефектоскопии также осуществляется регистрация конструктивных элементов и особенностей обустройства участка трубопровода.

Профилометрия трубопровода производится внутритрубными электронно-механическими профиломерами типа ПРТ(Н) и основывается на измерении внутреннего сечения трубы роликовыми опорами рычажного типа для определения местных искажений формы.

Дефектоскопия трубопровода производится внутритрубными высокочувствительными магнитными дефектоскопами типа ДМТ и ДМТП и интроскопами. При движении снаряда система из постоянных магнитов намагничивает участок трубы до состояния технического насыщения. Наличие особенностей в металле стенки трубы вызывает искажение линий магнитного поля, которое фиксируется системой датчиков и регистрируется для последующей обработки.

3.2.1. Интеллектуальные снаряды-дефектоскопы

Интеллектуальные снаряды-дефектоскопы содержат перечисленные ниже компоненты.

Система автономного электропитания: обеспечивает непрерывную работу снаряда на протяжении всего обследования. Питание осуществляется от внутренних источников — аккумуляторных батарей или гальванических элементов.

Система обработки и регистрации данных: служит для синхронизации работы всех активных систем снаряда; опроса состояния систем и записи значений измеряемых параметров для последующей обработки.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|----|------|
| | | | | | Диагностика магистральных трубопроводов | 30 | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| | | | | | | | 30 |

Одометрическая система: служит для измерения пройденного снарядом расстояния и синхронизации записи данных работы дефектоскопа при прохождении равных промежутков вдоль оси трубы.

Навигационная система: служит для определения положения снаряда; совместно с одометрической системой применяется для определения текущего точного местоположения и скорости снаряда.

Система датчиков: измеряет магнитное поле рассеяния; обеспечивает равномерное считывание информации о полях рассеяния по всей внутренней поверхности трубы.

Система кольцевых манжет: обеспечивает движение снаряда внутри трубы за счёт давления транспортируемого продукта.

Байпас: служит для стабилизации скорости снаряда внутри трубы при флуктуациях давления или потока; обеспечивает поток продукта по трубопроводу во время движения и в случае застревания снаряда.

3.2.2. Профилемер

Профилемер рычажный трубный типа ПРТ(Н) (Рис. 2) предназначен для определения величины внутреннего диаметра и профиля магистральных трубопроводов.

Данные, полученные в ходе проведения работ по профилометрии, позволяют получить информацию о техническом состоянии участка, выявить размеры и координаты дефектов геометрии и принять решение о возможности прохождения трубопровода другими снарядами.

Выявляемые профилемером особенности и искажения формы участка трубопровода:

- Особенности положения трубопровода:

- радиусы кривизны трубопровода;
- углы поворота трубопровода.
- Искажения формы поперечного сечения труб:
 - овальность;
 - вмятины;
 - гофры;

Принцип работы профилемера основывается на измерении внутреннего сечения трубы роликовыми опорами рычажного типа. Определение сечения трубы производится путём регистрации углового положения рычагов-ласт, покрывающих внутреннюю окружность трубы.

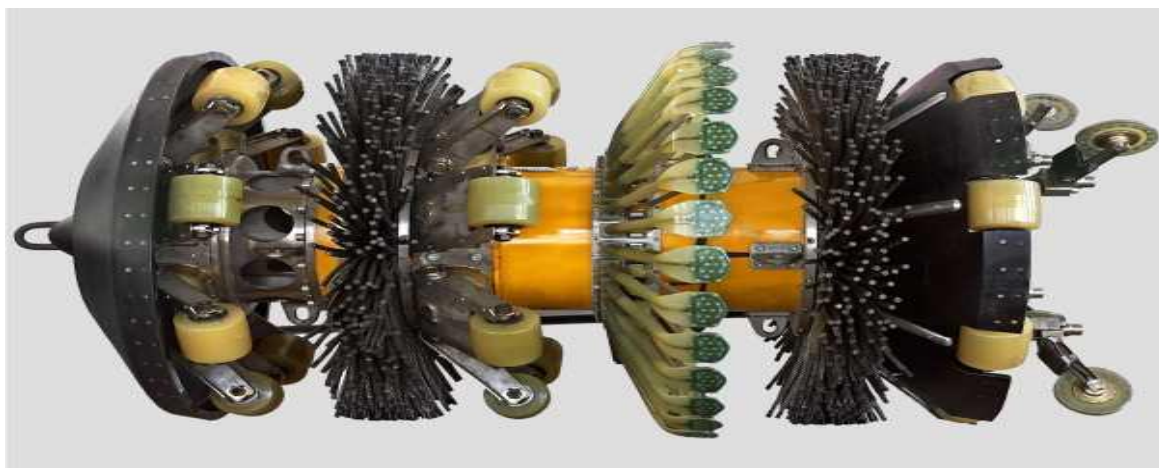


Рис. 2. Профилемер рычажный трубный типа «ПРТН»

3.2.3. Дефектоскопы магнитные: продольного и поперечного намагничивания

Дефектоскопы магнитные трубные (Рис. 3 и 4) предназначены для регистрации дефектов сплошности основного металла и сварных соединений труб. Модификация магнитного дефектоскопа с продольным намагничиванием (интроскоп) позволяет выявлять и идентифицировать

дефекты внутренней поверхности стенки трубы, дефекты сварных швов (продольных и поперечных) и геометрические дефекты.

Данные, полученные в ходе проведения работ по магнитной дефектоскопии трубопровода, позволяют получить информацию о техническом состоянии участка, выявить типы, размеры и координаты дефектов целостности металла и сварных соединений труб.

Выявляемые особенности относятся к нарушениям сплошности металла трубы:

- Дефекты поверхности трубы:
 - коррозия;
 - каверна;
 - язва;
 - продольная канавка;
 - продольная трещина;
 - зона продольных трещин;
 - поперечная канавка;
 - поперечная трещина;
 - механические повреждения;
 - заводские дефекты.
- Дефекты, связанные с нарушением сплошности тела трубы:
 - расслоения в стенке трубы;
 - трещины;
 - включения;
 - закаты.
- Сварные соединения и их дефекты
 - расположение кольцевых стыков;
 - расположение продольных и спиральных швов;

- нарушения формы сварных соединений (смещение кромок, утяжины, отклонения размеров валика усиления шва);
- дефекты сварных соединений (раковины, подрезы и т.п.).
- Конструктивные элементы (расположение и размеры):
- трубы;
- врезные катушки;
- отводы (повороты);
- крановые узлы;
- тройники;
- отводы-врезки;
- дренажные тройники для сбора конденсата;
- заварки технологических отверстий.
- Элементы обустройства трубопровода и другие особенности:
- защитные кожухи,
- футляры на переходах через дороги;
- пригрузки хомутовые и кольцевые чугунные;
- посторонние металлические предметы вблизи трубопровода.

Применение магнитных дефектоскопов основано на регистрации магнитных полей рассеяния, образующихся при намагничивании стенки трубы. Суть метода заключается в том, что когда в стенке трубы имеется дефект сплошности, некоторая часть магнитного потока выходит из неё (т.е. магнитный поток рассеивается на дефекте) и может быть зафиксирована датчиком, расположенным вблизи поверхности трубы.

Этим методом обнаруживаются аномалии, имеющие поперечный размер к направлению намагничивающего поля, достаточный для того, чтобы появилось поле рассеяния.

Намагничивание стенки трубопровода обеспечивается при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом ярме, и гибких металлических щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы.

Индикаторами служат датчики магнитного поля – феррозонды, магниторезисторы или полупроводниковые ячейки Холла.



Рис. 3. Дефектоскоп трубный типа «ДМТ» продольного намагничивания, вторая секция – интроскоп.



Рис. 4. Дефектоскоп трубный типа «ДМТП» поперечного намагничивания двухсекционный.

3.2.4. Схема заправки, запуска и приёмки оборудования

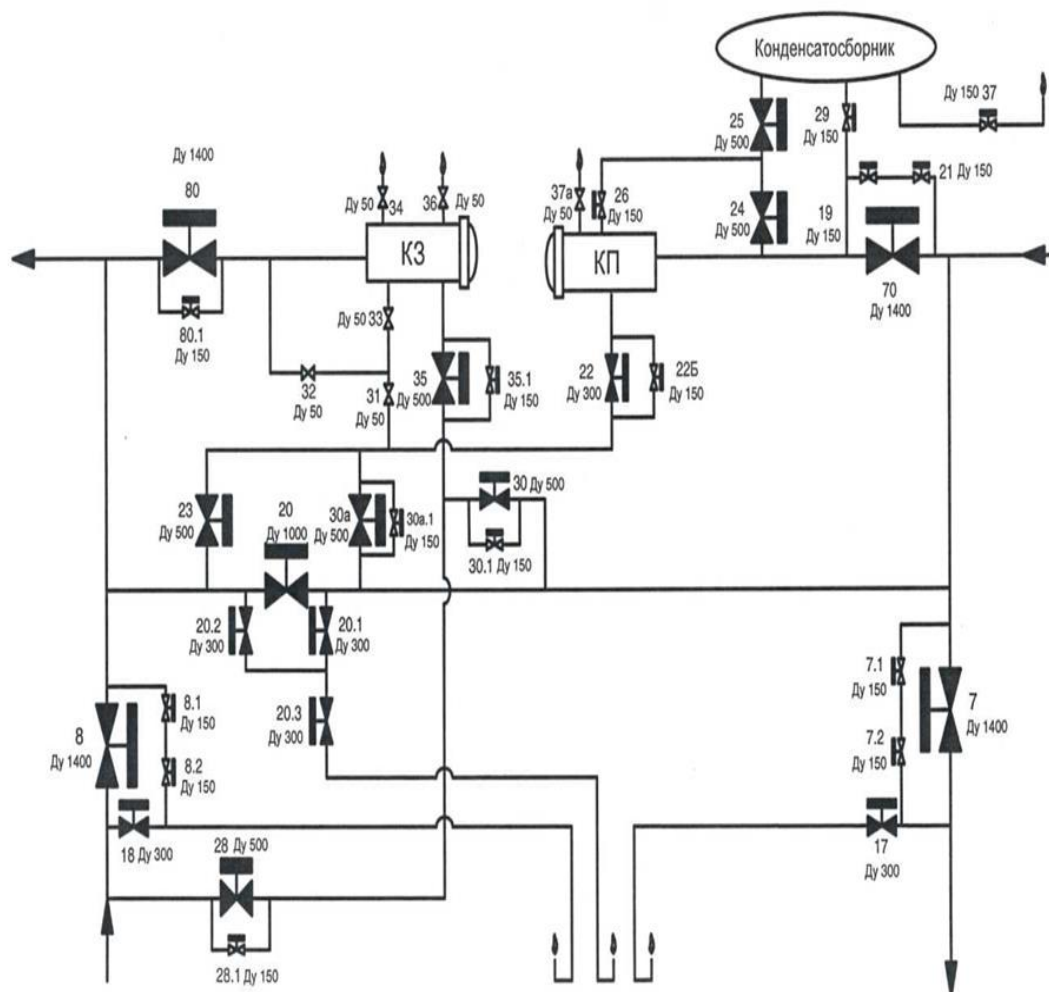


Рис. 5. Схема заправки, запуска и приёмки оборудования.

3.2.5. Последовательность технологических операций по заправке и запуску ВП через узел запуска

1. Перед запуском ВТУ, проверить положение запорной арматуры Кр. №№ 80; 80.1; 31; 32; 33; 35; 35,1 должны быть закрыты.

| | | | | | | | |
|------------|---------------|----------|---------|------|--|------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Диагностика магистральных трубопроводов | | |
| Разраб. | Гофман А.А. | | | | | | |
| Руковод. | Чухарева Н.В. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | Лит. | Лист | Листов |
| | | | | | | 36 | 95 |
| | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ³⁶ | | |

2. Сбросить избыточное давление из камеры запуска через свечные линии открытием Кр. №№ 34; 36.
3. Открыть затвор камеры.
4. Запасовать ВТУ в камеру запуска до входа передней тянущей манжеты в равнопроходную часть камеры, протолкнув его за тройник (за врезку линии подачи транспортируемого продукта).
5. Закрыть затвор камеры.
6. Произвести продувку камеры запуска до крана 80 с линии Кр. №20 (открыть , и открытием Кр №№ 32 и 33 произвести продувку через свечи 34 и 36 давлением не более 1 кг/см²).
7. После вытеснения газовоздушной смеси закрыть свечную линию Кр №№ 34; 36.
8. Провести заполнение камеры запуска перекачиваемым продуктом, через Кр №№ 32; 33 с постепенным подъемом до рабочего давления.
9. Произвести замер давления по всему участку трубопровода в контрольных точках.
10. Расставить посты вдоль трассы трубопровода в установленных местах.
11. Выровнять давление в камере запуска и линейной части трубопровода, после чего открыть охранный кран Кр №80.
12. Произвести запуск снаряда (закрытие: Кр №№ 23; 31; 32; 33; байпасной обвязки Кр №8; открытие: Кр №№ 28; 35). Закрытие Кр №8 поток газа на КС направляется по линии Кр №28 - Кр №35 - узел запуска и при достижении необходимого перепада давления между пусковым патрубком узла запуска и Кр №80 ВТУ двинется по трубопроводу .

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | Диагностика магистральных трубопроводов | 37 Лист |
| | | | | | | 37 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

13. Убедиться, что снаряд вышел из камеры запуска, прошел охранный кран Кр №80 и обводной равно проходной тройник (выходной коллектор КС).

14. Выполнить необходимые переключения арматуры, направив поток перекачиваемого продукта в обход камеры запуска, через равно проходной тройник (выходной коллектор Ду1400) (открытие Кр №8 и закрытием Кр №№ 80; 28; 35).

15. Стравить камеру запуска через свечные краны Кр №№ 34; 36.

3.2.6. Последовательность технологических операций по приему ВИП через узел приема

1. Произвести подготовку камеры приема к приему ВУ. Для этого необходимо провести продувку и заполнение камеры приема перекачиваемым продуктом с линии Кр №20 (открыть Кр №№ 37а; 23 или №30а и 22Б).

2. Вывернуть давление в камере приема и линейной части трубопровода, после чего закрыть Кр №№ 23; 30а; 22б; 37а и открыть кран Кр №70.

3. При прохождении ВУ через охранный Кр №19 работу КЦ перевести режим на «кольцо», закрыть Кр №7 и одновременно открыть Кр №26; 25; 37 для создания перепада давления.

4. После прохождения ВУ Кр №70 открыть кран Кр №7 входного контура и продолжить затягивание ВУ в КП на линии Ду150 с открытыми свечными кранами Кр №№ 26 и 37.

5. Произвести приемку устройства. С помощью средства контроля и сигнализации прохождения ВУ, установленных на камеры приема, определить прохождение поршня.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|----|------------|
| | | | | | Диагностика магистральных трубопроводов | 38 | Лист 38 |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

7. Вскрыть затвор камеры и извлечь устройство.

В результате анализа внутритрубной диагностики на участке от 1 км до 15км выявлены следующие дефекты категории (а):

| | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-----------------|------------------------------|---------|-----------|-----------------|---|-----|----------|--------------|--------------|-----|
| 4385,70 | Труба № 500 | NA | Длина 12,14 м | Толщина | 7,0 мм | Ориентация швов | | час | Привязка | K2+4346,39 м | K3—5736,40 м | |
| 4385,70 | 0,00 / 0,00 | -12,14 / -12,14 | Аномалия кольцевого шва GWAN | | 1,2 / 3,9 | | 0 | 462 | 70 | EXT | | (a) |
| Смещение кромок. Внутрь. Величина смещения - 4.9 мм | | | | | | | | | | | | |
| 4385,70 | 0,00 / 0,00 | -12,14 / -12,14 | Аномалия кольцевого шва GWAN | | 7,4 / 8,1 | | 0 | 349 | 51 | EXT | | (a) |
| Смещение кромок. Наружу. Величина смещения - 3.6 мм | | | | | | | | | | | | |
| 4410,73 | Труба № 502 | NA | Длина 11,10 м | Толщина | 7,0 мм | Ориентация швов | | час | Привязка | K2+4371,42 м | K3—5711,37 м | |
| 4410,73 | 0,00 / 0,00 | -11,10 / -11,10 | Аномалия кольцевого шва GWAN | | 5,1 / 8,8 | | 0 | 657 | 58 | EXT | | (a) |

механические повреждения:

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------|--------------|---------------|-------------------------------|----------------|---------------------------|-----------|----------------------|--------------|----|-----|--|--|-----|
| 10942,71 | Труба № 1198 | 1Ш | Длина 11,44 м | Толщина 7,0 мм | Ориентация швов 6,6 7,9 | час | Привязка K3+820,61 м | K4—4587,25 м | | | | | |
| 10948,09 | 5,37 / 5,38 | -6,07 / -6,06 | Механическое повреждение ARTD | CIGR | 0,3 / 0,6 | 619 / 653 | 24 | 80 | 13 | EXT | | | (a) |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------|---------------|---------------|-------------------------------|----------------|-----------------------|-----------|-----------------------|-------------|----|-----|--|--|-----|
| 9397,77 | Труба № 1017 | 1Ш | Длина 11,64 м | Толщина 7,0 мм | Ориентация швов 3,5 | час | Привязка K2+9358,46 м | K3—724,33 м | | | | | |
| 9409,04 | 11,26 / 11,27 | -0,38 / -0,37 | Механическое повреждение ARTD | CIGR | 6,6 / 7,0 | 432 / 479 | 29 | 91 | 18 | EXT | | | (a) |

Рис.7. Механические повреждения.

| | | | | | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|--|----------------|------|--------|----|--|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Диагностика магистральных трубопроводов | | | Лит. | Лист | Листов | | |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | | | 39 | 95 | |
| Консульт. | | | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

3.4. Выбор технического решения направленного на восстановление несущей работоспособности

Проанализировав данные ВТД, принимается решение для выборочного ремонта газопровода, так как на 15 км газопровода мы имеем 5 дефектов категории (а). В результате оценивания технического состояния планируется такой вид ремонта трубопровода как:

- выборочная замена дефектных труб или части трубы на отдельных участках газопровода.

Дальнейшую работу по выборочному ремонту я буду проводить, рассматривая участок газопровода на 10-11 километре, если принять 10-11 км за 1, то механическое повреждение категории (а) находится на отметке XXXX.

4. Технологические расчёты газопровода-отвода

Целью данного расчёта является определение толщины стенки дефектного участка трубопровода, для определения его дальнейшей эксплуатации.

Исходные данные:

- диаметр газопровода – 530 мм;
- расчетное рабочее давление – $P = 5,39$ МПа;
- марка стали – сталь 13Г1С-У;
- минимальное значение временного сопротивления металла трубы – $R_{n1} = 540$ МПа;
- минимальное значение предела текучести металла трубы – $R_{n2} = 380$ МПа;
- относительное удлинение при разрыве – $\delta_5 = 0,2\%$;
- категория участка трубопровода – I категория;
- коэффициент условий работы трубопровода – $m = 0,75$;

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|--|--|------------------------------|------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Технологические расчёты газопровода-отвода | | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В. | | | | | | 40 |
| Консульт. | | | | | | | | 95 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ⁴⁰ | |

- коэффициент надежности по материалу принимаем по таблице 9 [СНиП 2.05.06-85*] [2] – $k_1 = 1,4$;

- коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 [СНиП 2.05.06-85*] [2] – $k_n = 1$;

- коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 10 [СНиП 2.05.06-85*] [2] – $k_2 = 1,15$;

- расчетный температурный перепад – $\Delta t = 40$;

- минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $R = 700$ м.

4.1. Алгоритм расчёта

Определим расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы по формуле:

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^n}{k_1 \cdot k_n} = \frac{0,75 \cdot 540}{1,4 \cdot 1} = 289,29 \text{ МПа}, \quad (1)$$

Определим сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^n}{k_2 \cdot k_n} = \frac{0,75 \cdot 380}{1,15 \cdot 1} = 247,83 \text{ МПа}, \quad (2)$$

Расчетную толщину стенки трубопровода определим с помощью формулы:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 53}{2 \cdot (289,29 + 1,1 \cdot 5,39)} = \blacksquare \text{ см}, \quad (3)$$

где: $p = 5,39$ МПа - расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 13 [СНиП 2.05.06-85*] [2];

$D_H = 53$ см - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 0,8$ см.

На основании вышеизложенного внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta = 53 - 2 \cdot 0,8 = 51,4 \text{ см} \quad (4)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Технологические расчёты газопровода-отвода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 441 |

Определим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1}, \quad (5)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|31,032|}{289,29}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|31,032|}{289,29} = \blacksquare$$

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}, \quad (6)$$

где:

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, принимаем $0,000012 \text{ град}^{-1}$ по таблице 13 [27];

E_0 – модуль упругости, принимаем 206000 МПа по таблице 13;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаем по исходным данным 40°C ;

μ_0 – коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принимаем 0,3 по таблице 13.

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 51,4}{2 \cdot 0,8} = \blacksquare \text{ МПа} \quad (7)$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n \cdot P)} \quad (8)$$

$$\delta = \frac{\blacksquare \cdot 6,4 \cdot 51,4}{2 \cdot (0,9420 \cdot \blacksquare + 1,1 + 6,4)} = 0,54 \text{ см}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы нас не удовлетворяет, именно на этом участке мы и будем проводить ремонт, стенка трубопровода должна быть 0,8 см.

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 53}{2 \cdot (289,29 + 1,1 \cdot 5,39)} = 0,73 \text{ см}$$

Принимаем предварительное значение
толщины стенки $\delta = 0,8 \text{ см}$.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 51,4}{2 \cdot (0,9420 \cdot 289,29 + 1,1 + 6,4)} = 0,54 \text{ см}$$

Полученное расчетное значение толщины
стенки трубы нас не удовлетворяет, именно на этом
участке мы и будем проводить ремонт, стенка
трубопровода должна быть 0,8 см.

Выводы по разделу: по данным дефектоскопии в местах скопления дефектов на выделенном участке не соответствуют заявленной в расчетах минимальной толщине стенке 8 мм, что указывает на необходимость проведения ремонтных работ для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Технологические расчёты газопровода-отвода | Лист |
| | | | | | | 43 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

5. Технология проведения работ

5.1. Подготовительный этап проведения ремонта

Рассмотрим последовательность выполнения подготовительных работ при выборочном ремонте газопроводов:

Необходимо определить ось трассы и глубины заложения газопровода; определить места пересечения газопровода с различными коммуникациями; этап планировки трассы;

производство демонтажа существующих объектов линейной части, которые

попадают в зону ремонта и препятствуют выполнению работ на газопроводе; обеспечение устройства технологических проездов, временных подъездных дорог, оборудование переездов автотранспортной техники через действующие газопроводы.

Подготовительные работы на ремонтируемом участке газопровода осуществляются после оформления в установленном действующим земельным законодательством порядке документов, подтверждающих право пользования земельными участками на период проведения капитального ремонта, линейной части магистральных газопроводов, включая земельные участки, необходимые

для устройства временных проездов, а в случае размещения новых наземных сооружений (крановые узлы, КИП и др.) газопровода - на период эксплуатации. При этом ширина полосы отвода земель принимается в соответствии с действующими нормативными документами и заблаговременно согласовывается заказчиком с землепользователями и лесничествами.

Результаты измерений глубины заложения газопровода наносятся на вешки, устанавливаемые по оси трубопровода через каждые 50 м, а на участках

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|----------------|------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Технология проведения работ | | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | 44 |
| Консульт. | | | | | | | | 95 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А | |
| | | | | | | | | 44 |

с малой глубиной заложения и сильно пересеченным микрорельефом – через каждые 25 м. С таким же интервалом отмечаются вешками оси параллельных газопроводов в зоне выполнения ремонтных работ. На углах поворота, в местах пересечений и на границах разработки грунта вручную знаки устанавливаются с интервалом 5 м.

Работы по планировке участка ремонтируемого газопровода выполняются после получения письменного разрешения на производство работ от заказчика и определения действительной глубины залегания газопровода.

Планировочные работы включают срезку валика, бугров, неровностей, подсыпку низинных мест и подготовку полосы для прохода ремонтной техники.

При проведении подготовительных работ вешками обозначаются все пересечения с подземными коммуникациями (трубопроводы, силовые кабели, кабели связи и др.). Технические условия на пересечения согласовываются с представителями организаций, эксплуатирующих указанные коммуникации.

Пересечение автотранспортной и гусеничной техникой действующих газопроводов и коммуникаций допускается только в специально оборудованных местах - временных переездах. Места расположения и конструкции переездов определяются проектом производства работ или технологическими картами.

5.2. Земляные работы

В зависимости от технического состояния магистрального газопровода, видов грунта и выбранного метода ремонта последовательность земляных работ выглядит следующим образом:

- снять плодородный слой грунта;
- снять минеральный грунт над газопроводом;
- вскрыть ремонтируемый участок газопровода;
- далее засыпать разработанной траншеи;
- разработать новую траншею;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Технология проведения работ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

-засыпать отремонтированный газопровод с подбивкой и уплотнением грунта под ним;

-восстановить плодородный слой грунта (рекультивацию земли);

-обустроить водоотводные канавы, стоки;

-обустроить ограждающие дамбы;

-разработать около трубные траншеи для заглубления трубопровода, разработку карьеров.

Земляные работы при ремонте газопроводов выполняются в строгом соответствии с требованиями ППР.

Вскрытие пересекаемых газопроводом действующих коммуникаций, находящихся в ведении сторонних организаций (трубопроводы, кабели и др.), производится в присутствии представителей этих организаций.

При пересечении трассой газопровода действующих подземных коммуникаций разработка грунта механизированным способом производится на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций (трубы, кабели и др.). Оставшийся грунт дорабатывается вручную с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

При вскрышных работах экскаватором для предохранения тела трубы применяются защитные устройства и конструкции.

Минимальное расстояние от поверхности трубопровода при разработке грунта механизированным способом допускается:

0,2 м в случае производства работ на отключенном участке (при отсутствии защитных конструкций);

0,5 м в случае производства работ на действующем участке.

Ремонтные работы по вскрытию газопровода в траншее производятся в несколько этапов.

На первом этапе производят работы по вскрытию газопровода с одновременной разработкой боковых траншей, располагающихся ниже нижней

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------------|
| | | | | | Технология проведения работ | Лист 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

образующей трубопровода на глубину, которая равна диаметру ремонтируемого газопровода;

На втором этапе разрабатывается грунт под газопроводом на глубину, которая обеспечивает прохождение ремонтной техники. Однако данная глубина составляет для газопроводов диаметром до 820 мм не менее 0,65 м; для газопроводов 1020-1420 мм - 0,8 м.

При ремонте на берме траншеи вскрытие производится до нижней образующей с последующим подъемом газопровода на бровку траншеи, удалением с трубопровода старого изоляционного покрытия и укладкой на инвентарные опоры.

Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, равняется ширине траншеи по верху плюс 0,5 м в каждую сторону, максимальная - ширине полосы отвода.

Плодородный слой почвы (глубина снятия определяется по ГОСТ 17.5.3.06[4]) снимается и перемещается во временный отвал.

Снятие плодородного слоя рекомендуется производить на всю толщину, по возможности за один проход или послойно за несколько проходов. Не допускается смешивание плодородного слоя почвы с минеральным грунтом.

При капитальном ремонте глубину заложения газопроводов, а также ширину траншеи понизу надлежит принимать с учетом требований СП 36.13330.2012.[1]

Поперечные профили и размеры разрабатываемых траншей в грунтах различной плотности и влажности устанавливаются ППР в зависимости от принятой технологии (при укладке вновь смонтированного участка газопровода в единую траншею с различной фактической глубиной заменяемого газопровода), диаметра ремонтируемого газопровода, а также габаритных размеров применяемых машин и механизмов.

В водонасыщенных грунтах работы по ремонту газопровода, включая его вскрытие, производятся с применением технологий понижения уровня

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Технология проведения работ | Лист |
| | | | | | | 4747 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

грунтовых вод.

Грунт, извлеченный из траншей, укладывается в отвал, с одной стороны траншеи оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны.

Во избежание обвала грунта, извлеченного из траншеи, а также обрушения стенок траншеи основание отвала извлеченного грунта располагается в зависимости от состояния грунта и погодных условий, но не ближе 0,5 м от края траншеи.

До начала работ по засыпке отремонтированного и уложенного в траншею газопровода проводится восстановление устройств электрохимической защиты (приварка катодных выводов).

Засыпка траншеи выполняется после укладки участка газопровода, в сроки, определяемые требованиями технологии нанесения изоляционных покрытий. При засыпке газопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также плотное прилегание газопровода ко дну траншеи.

В скальных, щебенистых грунтах, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах

газопроводы укладываются в траншею на подсыпку из мягкого грунта (песка) толщиной не менее 10 см над выступающими неровностями основания траншеи и таким же грунтом присыпаются на высоту 20 см над верхней образующей.

Засыпка траншеи минеральным грунтом осуществляется бульдозером (траншее-засыпателем) с обеих или, с одной стороны. В отдельных случаях

засыпка траншеи грунтом производится одноковшовым экскаватором.

После естественного или искусственного уплотнения грунта выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Технология проведения работ | Лист |
| | | | | | | 488 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

После завершения технической рекультивации выполняется биологическая рекультивация, предусматривающая проведение комплекса агротехнических мероприятий, определенных проектом.

5.3. Огневые работы

После окончания подготовительных работ приступают к производству огневых работ. Место огневых работ должно быть предварительно защищено от атмосферных осадков и ветра. В начале огневых работ проводят разрезку газопровода с демонтажем подлежащей замене дефектного участка.

После вскрытия трубы и очистки ее от изоляции принимаются решения о размерах врезаемой «катушки». Затем участок трубопровода тщательно размечают, и проводят резку газопровода.

Резку газопровода производят следующим образом: один конец участка трубы, в которую врезаются, режут перпендикулярно в вдоль ее оси, вторую участок с небольшим уклоном плоскости реза, так чтобы по верхней созданной участок участку трубы, в которую врезаются должно быть больше, чем по нижней, не менее чем на 50 мм. После извлечения вырезанной дефектной части трубы, кромка второго конца трубы газопровода размечается и готовится к сварке. Подготовка кромок труб газопровода сводится к обработке их под фаску. Фаски обрезают резакром или специальной машиной, а затем шлифуют шлифовальные машинкой или зачищают до металлического блеска.

После подготовки кромок труб газопровода, участка рабочие ремонтной бригады тщательно замеряют расстояние между кромками труб и в соответствии с полученными замерами приступают к изготовлению «катушки». «Катушка», которую врезают, по своим механическим свойствам, химическому составу стали и толщиной стенок должна быть аналогична ремонтной. «Катушку» изготавливают из трубы той же марки, что и труба действующего газопровода. «Катушку» вырезают с помощью газовой резки, по снятым размерам.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|----|------|
| | | | | | Технология проведения работ | 49 | Лист |
| | | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

При подготовке «катушки» металл трубы тщательно осматривают на отсутствие трещин, царапин, вмятин и т.д. При необходимости трубу ремонтируют.

Для ускорения с варочно-монтажных работ центровка газопровода и «катушки» и подготовка его к сварке проводится на специальных устройствах - центраторах, используемых для сборки.

Цепной центратор представляет собой шарнирный висьмиреберник из пластических и промежуточных цепей, цепей с нажимными роликами в узлах. Последний запорный цепь запирающим крюком надевается на крестовину-гайку. При движении крестовины вверх по резьбе винта рамки обжимают концы труб.

Для сборки стыка центратор надевается на конец трубы на половину своей ширины. Поднятая центратором «катушка» вводится концом в свободную часть центра тора, подгоняют до конца трубы так, чтобы по периметру образовалось минимальное смещение кромок и устанавливается требуемый зазор между торцами. Размер технологического зазора при врезке катушки для толщины трубы $S=7$ и для диаметра 530мм должно быть 2мм.

Проверка качества подготовки стыка к сварке может быть проведена с помощью специального шаблона.

После выполнения всех вышеуказанных условий центратор зажимается. Если в отдельных местах стыка получили смещение кромок более, чем

допустимо по СНиП, на края смещенной участка ставят усиленные прихватки длиной от 75 до 100 мм, а смещённые края труб подводят кувалдой. Смещение кромок допускается не более 2 % толщины стенки трубы, но не более 3 мм. Правку кромок труб разрешается проводить подбивкой только в верхней половине стыка, с предварительным подогревом до температуры не менее 300°C. После правки прихватки тщательно осматривают и при наличии в них трещин вырубается.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Технология проведения работ | Лист |
| | | | | | | 50 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Для врезки «катушки» используют ручную электродуговую сварку на постоянном токе, так как при этом электрическая дуга более устойчива, чем при использовании переменного тока.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 30-35 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации. Магистральный газопровод относится к опасным производственным объектам. Экономически выгодная эксплуатация магистрального газопровода не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением выявленных дефектов. Нарушение прочности и герметичности в газопроводах в большинстве случаев связана с неблагоприятными воздействиями на трубопровод, в эксплуатационных условиях он испытывает значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышение давления, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки и коррозию. Также необходимо отметить, что магистральные газопроводы, как и любые другие технические объекты, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

| | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|--|------------------------------|----|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | | |
| Руковод. | | Чухарева Н.В. | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | |
| | | | | | Лит. Лист Листов | | |
| | | | | | | 51 | 95 |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ₅₁ | |

6.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом исследования является магистральный газопровод, из этого следует, что потенциальными потребителями результатов исследования будут крупные газотранспортные компании – дочерние общества ПАО «Газпром», для которых важно качественно спроектировать и построить магистральный газопровод, так как от этого зависит надежность и бесперебойность поставки природного газа потребителям.

6.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 5 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист |
| | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 52 |

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|--|--------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------------|-----------------|----------------|
| | | Б _ф | Б _{кл} | Б _б | К _ф | К _{кл} | К _б |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Срок службы | 0,13 | 3 | 2 | 2 | 0,39 | 0,26 | 0,26 |
| 2. Надежность | 0,1 | 4 | 2 | 3 | 0,4 | 0,2 | 0,3 |
| 3. Ремонтопригодность | 0,12 | 3 | 3 | 3 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| 4. Простота ремонта | 0,1 | 3 | 2 | 1 | 0,3 | 0,2 | 0,1 |
| 5. Удобство в эксплуатации | 0,08 | 4 | 3 | 3 | 0,32 | 0,24 | 0,24 |
| 6. Уровень шума | 0,11 | 4 | 3 | 3 | 0,44 | 0,33 | 0,33 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 1. Конкурентоспособность продукта | 0,03 | 4 | 3 | 2 | 0,12 | 0,09 | 0,06 |
| 2. Уровень проникновения на рынок | 0,08 | 4 | 2 | 3 | 0,32 | 0,16 | 0,24 |
| 3. Цена | 0,1 | 3 | 3 | 3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| 4. Предполагаемый срок эксплуатации | 0,07 | 4 | 4 | 4 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| 5. Послепродажное обслуживание | 00,6 | 4 | 3 | 3 | 0,24 | 0,18 | 0,18 |
| 6. Наличие сертификации разработки | 0,02 | 2 | 3 | 2 | 0,04 | 0,06 | 0,06 |
| Итого | 1 | 43 | 33 | 32 | 3,51 | 2,66 | 2,69 |

Б_ф – Труба электросварная прямошовная;

Б_{кл} – Труба электросварная спиралешовная;

Б_б – Труба безшовная.

По таблице 5 видно, что наиболее эффективно использовать для строительства и проведения капитального ремонта магистральных газопроводов трубу электросварную прямошовную, так же она является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, высокая прочность и длительный срок службы.

6.1.3. SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Экономичность технологии.
- Повышение безопасности производства.
- Уменьшение затрат.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции.
- Отсутствие квалифицированного персонала.
- Развитие новых технологий.

3. Возможности:

- Повышение эффективности транспорта газа за счет модернизации.
- Сокращение расходов.
- Качественное обслуживание потребителей.
- Сокращение времени простоев из-за проведения ремонтов.

4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 6, таблице 7, таблице 8, таблице 9.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист |
| | | | | | | 454 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 6 - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

| Сильные стороны проекта | | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|----|
| Возможности проекта | | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| | B1 | + | + | - | 0 | + |
| | B2 | - | - | + | - | + |
| | B3 | - | 0 | - | 0 | + |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и возможности: B1C1C2, B2C3.

Таблица 7 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

| Слабые стороны проекта | | | | |
|------------------------|----|-----|-----|-----|
| Возможности проекта | | Сл1 | Сл2 | Сл3 |
| | B1 | + | - | 0 |
| | B2 | - | 0 | - |
| | B3 | - | - | 0 |
| | | | | |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл1.

Таблица 8- Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

| Сильные стороны проекта | | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|----|
| Угрозы проекта | | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| | У1 | + | + | - | 0 | + |
| | У2 | - | - | - | - | - |
| | У3 | + | + | 0 | 0 | - |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и угроз: У1У3С1С2.

Таблица 9 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

| Угрозы проекта | | Сл1 | Сл2 | Сл3 |
|----------------|----|-----|-----|-----|
| | У1 | + | - | 0 |
| | У2 | - | 0 | - |
| | У3 | - | - | 0 |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и угроз: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 10).

Таблица 10 - Матрица SWOT

| | Сильные стороны научно-исследовательского проекта: | Слабые стороны научно-исследовательского проекта: |
|--|---|---|
| | С1. Экономичность технологии. С2. Повышение безопасности производства. С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования | Сл1. Трудность внедрения функции. Сл2. Отсутствие квалифицированного персонала. Сл3. Развитие новых технологий. |
| Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Сокращение времени простоев. | 1. Достижение повышения производительности агрегатов. 2. Исключение аварийных ситуаций. 3. Своевременная поставка природного газа потребителям. | 1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов |
| Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые производства; У2. Снижение бюджета на разработку; У3. Высокая конкуренция | Повышение квалификации персонала. | 1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 2. Остановка проекта. 3. Проведения других проектов |

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 11 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Должность исполнителя |
|--------------------------------|-------|--|----------------------------|
| Создание темы проекта | 1 | Составление и утверждение темы проекта | Руководитель |
| | 2 | Анализ актуальности темы | |
| Выбор направления исследования | 3 | Поиск и изучение материала по теме | Исполнитель |
| | 4 | Выбор направления исследований | Руководитель и исполнитель |
| | 5 | Календарное планирование работ | |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист |
| | | | | | | 56 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 56 |

| | | | |
|--|----|---|----------------------------|
| Теоретические и экспериментальные исследования | 6 | Изучение литературы по теме | Исполнитель |
| | 7 | Подбор нормативных документов | |
| | 8 | Изучение технических характеристик прямошовной, спиралешовной, безшовной трубной продукции. | |
| Обобщение и оценка результатов | 9 | Оценка результатов исследования. | Руководитель и исполнитель |
| Оформление отчета по исследовательской работе | 10 | Составление пояснительной записки | Руководитель и исполнитель |

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макс i}}{5}, \quad (16)$$

где: $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{мини}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{макс i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{ч_i}, \quad (17)$$

где: T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (18)$$

где: T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22 \quad (20)$$

Все рассчитанные значения вносим в таблицу (табл. 12).


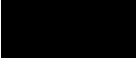




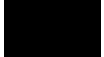




После заполнения таблицы 12 строим календарный план-график (табл. 13). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист 58 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 12 - Временные показатели проведения научного исследования

| Название работы | Трудоемкость работ | | | Исполнители | Длительность работ в рабочих днях T_{pi} | Длительность работ в календарных днях T_{ki} |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|--|--|
| | t_{min} , чел-дни | t_{max} , чел-дни | t_{oji} , чел-дни | | | |
| Календарное планирование работ по теме | 3 | 6 | 4,2 | Руководитель, Исполнитель | 2 | 3 |
| Составление и утверждение тех. задания | 1 | 3 | 1,8 | Руководитель | 2 | 3 |
| Поиск и изучение материала по теме | 10 | 15 | 12 | Исполнитель | 12 | 16 |
| Согласование материалов по теме | 5 | 8 | 6,2 | Руководитель | 6 | 8 |
| Проведение теоретических расчетов и обоснование | 6 | 18 | 10 | Исполнитель | 10 | 13 |
| Проведение моделирования | 3 | 12 | 6,6 | Исполнитель | 7 | 9 |
| Оценка результатов исследования | 3 | 5 | 3,8 | Руководитель, Исполнитель | 2 | 3 |
| Составление пояснительной записки | 7 | 16 | 11,4 | Руководитель, Исполнитель | 6 | 8 |

Таблица 13 - Календарный план график проведения ВКР по теме

| № | Вид работ | Исполнители | Т _{кi} , кал. дн. | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | |
|---|---|------------------------------|----------------------------------|---|--|---|--|---|---|-----|--|---|
| | | | | Март | | | апрель | | | май | | |
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| 1 | Составление и утверждение тех. задания | Руководитель | 3 |  | | | | | | | | |
| 2 | Подбор и изучение материалов по теме | Исполнитель | 18 | |  | | | | | | | |
| 3 | Согласование материалов по теме | Руководитель | 9 | | | |  | | | | | |
| 4 | Календарное планирование работ по теме | Руководитель Исполнитель | 3 | | | |   | | | | | |
| 5 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Исполнитель | 15 | | | | |  | | | | |
| 6 | Проведение моделирования | Исполнитель | 10 | | | | | |  | | | |
| 7 | Оценка результатов исследования | Руководитель Исполнитель. | 3,8 | | | | | | | |   | |
| 8 | Составление пояснительной записки | Руководитель Исполнитель | 9 | | | | | | | |   | |

6.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

6.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (21)$$

где: m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист |
| | | | | | | 60 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

C_i — цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T — коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 14 - Материальные затраты

| Наименование | Единица измерения | Количество | | | Цена за ед., руб. | | | Затраты на материалы, (З _м), руб. | | |
|---|-------------------|------------|--------|--------|-------------------|---------|---------|---|-----------|-----------|
| | | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 |
| Труба стальная | т | 23 | 23 | 23 | 124 288 | 180 267 | 130 588 | 2 858 624 | 4 146 141 | 3 003 524 |
| Манжета термоусаживающаяся ТЕРМА-СТМП 450×1,8×530 | шт. | 8 | 8 | 8 | 1 754 | 1 754 | 1 754 | 14 032 | 14 032 | 14 032 |
| Отвод гнутый | шт. | 5 | 5 | 5 | 299 359 | 299 359 | 299 359 | 1 496 795 | 1 496 795 | 1 496 795 |
| Итого | | | | | | | | 4 369 451 | 5 656 968 | 4 514 351 |

6.3.2. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 15.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист |
| | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 6161 |

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы

| № п/ п | Наименование этапов | Исполнители по категориям | Трудо- емкость, чел.- дн. | | | Заработная плата, прихо- дящаяся на один чел.-дн., тыс. руб. | | | Всего зара- ботная плата по тарифу (окладам), тыс. руб. | | |
|--------------|---|------------------------------|---------------------------------|-------|-------|--|-------|-------|--|-------|-------|
| | | | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
| 1. | Составление и утверждение тех. задания | Руководитель, Исполнитель | 2 | 3 | 2 | 1,6 | | | 2,32 | 3,48 | 2,32 |
| 2. | Подбор и изучение материалов по теме | Исполнитель | 7 | 9 | 8 | 0,93 | | | 6,51 | 8,37 | 7,44 |
| 3. | Согласование материалов по теме | Исполнитель | 2 | 2 | 2 | 0,93 | | | 1,86 | 1,86 | 1,8 |
| 4. | Календарное планирование работ по теме | Исполнитель | 12 | 12 | 12 | 0,23 | | | 2,76 | 2,76 | 2,76 |
| 5. | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Исполнитель | 8 | 9 | 9 | 0,23 | | | 1,84 | 2,07 | 2,07 |
| 6. | Проведение моделирования | Исполнитель | 6 | 9 | 8 | 0,23 | | | 1,38 | 2,07 | 1,84 |
| 7. | Оценка результатов исследования | Руководитель, Исполнитель | 4 | 5 | 6 | 1,16 | | | 4,64 | 5,8 | 6,96 |
| 8. | Составление пояснительной записки | Руководитель, Исполнитель | 5 | 5 | 5 | 1,16 | | | 5,8 | 5,8 | 5,8 |
| Итого: | | | | | | | | | 27,11 | 32,21 | 31,05 |

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} \cdot З_{доп}, \quad (22)$$

где: $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = T_p \cdot З_{\text{дн}}, \quad (23)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 14);

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51413 \cdot 10,1}{243} = 2137 \quad (24)$$

где: $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 16 - Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Исполнитель |
|--|--------------|-------------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней | 66 | 118 |
| - выходные дни | | |
| - праздничные дни | | |
| Потери рабочего времени | 56 | 72 |
| - отпуск | | |
| - невыходы по болезни | | |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 243 | 175 |

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (25)$$

где: $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 17 - Расчёт основной заработной платы

| Исполнители | $Z_{тс}$, руб. | $k_{пр}$ | k_d | k_p | Z_m , руб. | $Z_{дн}$, руб. | T_p , раб. дн. | $Z_{осн}$, руб. |
|-----------------|--------------------|----------|-------|-------|-----------------|--------------------|------------------------|---------------------|
| Руководитель | 23264 | 0,3 | 0,4 | 1,3 | 51413 | 2,137 | 20 | 53480 |
| Исполнитель | 14584 | 0 | 0 | 1,3 | 18959 | 1,126 | 37 | 41660 |
| Итого $Z_{осн}$ | | | | | | | | 95140 |

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (26)$$

где: $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таким образом, дополнительная заработная плата руководителя равна 6952 рубля, исполнителя – 5415 рублей.

6.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (27)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 18 - Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, руб | Дополнительная заработная плата, руб |
|---|-----------------------------------|---|
| Руководитель | 53480 | 6952 |
| Исполнитель | 41660 | 5415 |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 30,2 | |
| Итого: 29134 | | |

6.3.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (28)$$

где: $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Принимаем величину накладных расходов в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = (4\,369\,451 + 95\,140 + 12\,367 + 29\,134) \cdot 0,16 = 720\,974 \text{ руб.}$$

6.3.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 19- Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование статьи | Сумма, руб. | | | Примечание |
|---|-------------|-----------|-----------|-----------------------|
| | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 | |
| 1. Материальные затраты НТИ | 4 369 451 | 5 656 968 | 4 514 351 | |
| 2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 95140 | 95140 | 95140 | |
| 3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 12367 | 12367 | 12367 | |
| 4. Отчисления во внебюджетные фонды | 29134 | 29134 | 29134 | |
| 5. Накладные расходы | 720974 | 926977 | 744158 | 16 % от суммы ст. 1-4 |
| 6. Бюджет затрат НТИ | 5131926 | 6720586 | 5395150 | Сумма ст. 1- 6 |

6.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

6.4.1. Определение финансовой и ресурсной эффективности

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (29)$$

где: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{5131926}{6720586} = 0,76; \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{6720586}{6720586} = 1; \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{5395150}{6720586} = 0,8.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a^i \cdot b^i \quad (30)$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a^i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение | Лист 67 |
| | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 20 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Объект исследования Критерии | Весовой ко- эффициент параметра | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|---------------------------------|---------------------------------------|-------|-------|-------|
| 1. Безопасность | 0,1 | 5 | 4 | 4 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,15 | 4 | 3 | 4 |
| 3. Срок службы | 0,15 | 5 | 3 | 3 |
| 4. Ремонтопригодность | 0,20 | 5 | 3 | 5 |
| 5. Надежность | 0,25 | 4 | 4 | 4 |
| 6. Материалоёмкость | 0,15 | 5 | 4 | 3 |
| ИТОГО | 1 | 4,6 | 3,05 | 3,9 |

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,6 ;$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 3,05;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,9.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп i} = \frac{I_{p-исп i}}{I_{финр}}, \quad (29)$$

$$I_{исп1} = \frac{4,5}{0,76} = 5,9; \quad I_{исп2} = \frac{3,05}{1} = 3,05; \quad I_{исп3} = \frac{3,9}{0,8} = 4,9.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп i}}{I_{исп max}} \quad (31)$$

Таблица 21 - Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|----------|---|-------|-------|-------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 0,76 | 1 | 0,8 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,6 | 3,05 | 3,9 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 5,9 | 3,05 | 4,9 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения | 1 | 0,51 | 0,8 |

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта. Таким образом, применение трубы электросварной прямошовной остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением трубной продукции. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данный выбор трубной продукции экономически выгоден.

7. Социальная ответственность

7.1. Производственная безопасность

Бригада ЛЭС по ремонту на МГ, выезжая на огневые работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении огневых работ на МГ».

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 14-2005[29].

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности.

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

7.2. Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

| | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|------------------------------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Социальная ответственность | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | Листов |
| Консульт. | | | | | | | 70 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | 95 |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ⁷⁰ | |

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 71 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 71 |

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[28] , СНиП III-4-80[30].

Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний

(аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком или маской.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 772 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневых работ.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

3. Электрический ток.

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

-установка оградительных устройств;

-изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;

-защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 73 |

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно

Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

7.3. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровня шума.

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, эксковатором, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- Беруши;

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противοшумными наушниками, шлемами или противοшумными вкладышами.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051 .

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003. Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Оценка условий труда при воздействии на работника постоянного шума проводится по результатам измерения уровня звука, в дБА, по шкале «А» шумомера на временной характеристике «медленно».

Примечание. Постоянный шум - шум, уровень звука которого в течение смены изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера «медленно».

Оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 75 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Непостоянный шум - шум, уровень звука которого в течение рабочего дня (смены) изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерении на характеристике шумомера «медленно».

При воздействии в течение смены на работающего шумов с разными временными (постоянный, непостоянный - колеблющийся, прерывистый,

импульсный) и спектральными (тональный) характеристиками в различных сочетаниях измеряют или рассчитывают эквивалентный уровень звука. Для получения в этом случае сопоставимых данных измеренные или рассчитанные эквивалентные уровни звука импульсного и тонального шумов следует увеличить на 5 дБА, после чего полученный результат можно сравнивать с ПДУ без внесения в него понижающей поправки, установленной СН 2.2.4/2.1.8.562-96[32].

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака.

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 76 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Чтобы избежать неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать облучения сварочной дугой глаз и открытых участков кожи, защищать их от попадания искр и брызг металла и шлака и, наконец, препятствовать попаданию в органы дыхания сварочного аэрозоля. Работники, занятые производством газопламенных и электросварочных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011.

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электро-безопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005.

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения. Для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН. Выбор защитных очков следует производить в соответствии с требованиями. Допускается использование светофильтров.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 77 |

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность

светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч.

Вспомогательным рабочим, работающим непосредственно со сварщиком, резчиком или работником, выполняющим ПН, рекомендуется пользоваться защитными очками со стеклами марки СС-14 со светофильтрами П-1800. Для защиты лица при сварке, резке, закалке, зачистке, нагреве и ПН работники должны обеспечиваться щитками в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.023[33]. Для ГОМ и ПН рекомендуется применять щитки типа:

НФ – с наголовным креплением, корпус щитка - светофильтрующий;

КФ – щитки с креплением на каске, корпус щитка светофильтрующий;

РФ – щиток с ручкой, корпус щитка - светофильтрующий.

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно - гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4044[34] и ГОСТ 12.4.010.

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда температура окружающего воздуха выше 50 град. С, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту.

Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 78 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью. Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д., которые не обладают защитными свойствами, разрушаются от излучений сварочной дуги и могут возгораться от искр и брызг расплавленного металла, и спекаться при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Для защиты ног от ожогов брызгами расплавленного металла, механических травм, переохлаждения при работе на открытом воздухе зимой, перегрева при сварке изделий с подогревом, а также от поражения электрическим током, особенно при работе в закрытых сосудах, отсеках, работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен, если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ГОСТ 51.81-82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), а следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

При значительном содержании природного газа в воздухе из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 79 |

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени. При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5% (п1.3.2.2. Гост 20448-90) [36]. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м³, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании.

3.Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте.

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -40°C) и коротким тёплым летом (до +35°C). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противознцифалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Район работ приурочен к лесным и полевым ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагополучной по КЭ и КБ[36].

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при средне-суточной температуре – +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагополучные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 81 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела). Репелленты, содержащие около 30% диэтилтолуамида и разрешенные МЗ РФ: «ДЭФИ-ТАЙГА», «Офф! Экстрим», «Гардексаэрозоль экстрим», «Гал-РЭТ», «ДЭТА-ВОККО», «ТОРНАДО», «Бибан». Акарициды, разрешенные к применению: «Рефтамид таежный», «Москитол антиклещ», «Гардекс антиклещ», «Претикс», «Перманон», «Кра-реп».

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопрфилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае покуса и принятых мерах.

По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус. Ежегодно разрабатывать и согласовывать с местными органами санитарной службы мероприятия по профилактике КЭ и КБ с учетом местных условий и специфики предстоящей работы в весенне-летний период, доводить до их сведения каждого работника из числа профессионально угрожаемых контингентов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 82 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Каждый случай заболевания КЭ подлежит расследованию как профессиональное заболевание с представлением материала в установленные сроки и принятия мер по недопущению повторных случаев.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

7.4. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 83 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо

исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03).

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность.

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

- инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;
- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 84 |

– лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО).

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушения правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

При проведении огневых работ на участках магистральных газопроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200).

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 85 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

7.5. Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80 и рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая строительно – монтажные работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 86 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, овраго-образования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 87 |

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах

выполнение следующих мероприятий:

- 1.Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- 2.Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- 3.Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.
- 4.Озеленение водоохраных зон;
- 5.Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;
- 6.Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

7.6. Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте.

– предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей газовой среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 88 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

– противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход газа из трубопровода, оборудования

– организационных мероприятий по подготовке персонала, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары).

Главная задача при чрезвычайных ситуациях – защита населения от возможных средств поражения. Выполнение этой задачи достигается укрытием населения в защитных сооружениях, эвакуацией из городов и обеспечением индивидуальными средствами защиты от оружия массового поражения.

В современных условиях защита осуществляется путем проведения комплекса мероприятий, включающих в себя три способа защиты:

- укрытие людей в защитных сооружениях;
- рассосредочения и эвакуация;
- обеспечение индивидуальными средствами защиты;

Радиоактивное заражение местности, воды и воздушного пространство возникает в результате выпадения радиоактивных веществ из облака ядерного взрыва. Местность считается зараженной при уровне радиации от 0,5 р/час и выше. Заражение предметов, техники и кожных покровов человека измеряется в миллирентгенах в час.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 89 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Характерной особенностью радиоактивного взрыва является то, что постоянно происходит спад радиации во времени вследствие распада радиоактивных веществ выпавших при ядерном взрыве. Заражения человека радиоактивными веществами ведет к облучению, которое может вызвать лучевую болезнь.

На промышленных объектах здания могут обеспечивать частичную защиту от радиации в случае заражения местности и воздуха.

Предельно допустимая величина зараженности оборудования – 200млр./час . При таком заражении можно пользоваться оборудованием, не подвергаясь опасности поражения.

Дезактивация – это удаление радиоактивных веществ с зараженных объектов, а так же очистка от радиоактивных веществ: воды, пищевых

продуктов и т.д. Дезактивация проводится в тех случаях, когда степень заражения превышает допустимые пределы. Дезактивацию территории проводят следующими способами:

- сметанием радиоактивных веществ подметально-уборочными машинами с участков, имеющих стальное или бетонное покрытие;
- смыванием пыли;
- срезанием зараженного слоя грунта толщиной 5 - 10 см;
- засыпкой зараженных участков территории незараженным грунтом слоем 8 –10 см;
- в зимнее время дезактивацию проводят, убирая снег и лед.

В цехах промышленных предприятий и гаражах, имеющих водостоки и цементный пол, дезактивация проводится обмыванием водой потолка, стен и пола. Станки и оборудование дезактивируются водой или мыльно – содовым раствором, а смазанные части – керосином или бензином, полнота дезактивации проверяется радиометром (внутри не выше 90 млр/час). Если степень заражения превышает 200 млр./час, то проведение дезактивации обязательно.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При проектировании новых цехов необходимо предусмотреть строительства убежища для защиты работающей смены. Убежища должны обеспечивать защиту от проникающей радиации и радиоактивного заражения, оборудоваться вентиляционными установками, санитарно – техническими приборами, а так же средствами отчистки воздуха от отравляющих веществ и биологических аэрозолей. В убежище необходимо предусмотреть отсеки для укрытия людей, фильтровентиляционную камеру, медицинскую камеру, санитарные узлы, кладовую для хранения продуктов питания, вход и аварийный выход. Убежище должно иметь телефонную связь с пунктом управления предприятия и репродуктор, подключенный к городской сети. Канализация и водоснабжение убежища осуществляется на базе городских сетей. В убежищах должно предусматриваться отопление.

В мирное время предусматривается использование убежища под учебный пункт гражданской обороны. Перевод таких помещений на режим чрезвычайных ситуаций должен осуществляться в кратчайший срок.

7.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

–Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

–Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000г.

–Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

–Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

ПБ 08-624-03

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 91 |

–Инструкции по технике безопасности предприятия.

–Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

–ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

–Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

–Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

–Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

–Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

Таким образом можно сделать следующий вывод: Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

Соблюдение техники безопасности и пожарной безопасности обеспечит безаварийность выполнения огневых работ. Персональная ответственность за обеспечение пожарной безопасности предприятий и их структурных подразделений в соответствии с действующим законодательством возлагается на их руководителей. При этом для подготовки трубопроводных объектов, проведения ремонтных и огневых работ назначается приказом по организации ответственное лицо (ИТР из числа эксплуатационного персонала трубопроводного объекта), в том числе и при выполнении работ на трубопроводном объекте подрядной организацией.

Ответственность за пожарную безопасность на ремонтном участке при проведении работ возлагается на начальника строительного участка.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 92 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1. Проведение литературного обзора по тематике ВКР.
2. Классификация дефектов газопровода-отвода на основе данных ВТД и определение параметров ремонтируемого участка.
3. Расчет прочностных характеристик газопровода-отвода с учетом изменения состояния газопровода на момент проведения ВТД.
4. Описание технологии устранения обнаруженных дефектов и восстановления несущей способности трубопровода.
5. Техничко-экономическое обоснование выбранного технического решения.

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта.

За последнее время можно отметить значительное увеличение объема капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

Очень важное значение для газовой отрасли становятся такие факторы как оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства. Как показал количественный и качественный анализ существующей системы ремонта, эффективность капитального ремонта линейной части магистраль газопроводов может быть достигнута только за счет комплексного рассмотрения оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтно-строительным производством.

| | | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|------------------------------|------|--------|--|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | | |
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Заключение | Лит. | Лист | Листов | |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | 93 | 95 | |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ⁹³ | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Список используемых источников

1. Рекомендации по оценке работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями. М: ВНИИГАЗ 1996 – 19 с.
2. Инструкция по контролю толщин стенок отводов, газопроводов, технологических обвязок. М: ВНИИГАЗ 1998 – 32 с.
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
4. Инструкция по применению стальных конструкций в газовой и нефтяной промышленности М: ВНИИГАЗ 1992, 32с
5. Инструкция по освидетельствованию, отбраковке и ремонту труб в процессе эксплуатации капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов М: ВНИИГАЗ 1991. 12с.
6. Семкин.Д.С.Обоснование рациональных параметров и режимов работы оборудования для разработки грунта под магистральным трубопроводом: дис. канд. техн. наук/ Семкин Д.С.; Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ)– Омск, 2012, – 161 с.
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
8. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
9. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.
Часть I.

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|--|------|--------|
| | | | | | Выбор метода ремонта газопровода-отвода на основе анализа разрушений и дефектов внутренней полости | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Гофман А.А. | | | Список используемых источников | | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Чухарева Н.В | | | | | | Листов |
| Консульт. | | | | | | | | 94 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В | | | | | | 95 |
| | | | | | ТПУ гр. 3-2Б6А ₉₄ | | | |

10. Жвачкин С.А. Новые направления диагностики линейной части магистральных нефтегазопроводов. Газовая промышленность. 2011г. – № 7 – с. 18-21.

11. Васин Е.С. Информационно аналитический комплекс для мониторинга технического состояния нефтегазопроводов. Трубопроводный транспорт. 2007г. –№9 – с. 96-101.

12. ГОСТ 7512-82* Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

13. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ

14. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

16. ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

17. ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

18. ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности

19. ГОСТ 12.3.009-76* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| | | | | | | 95 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |